

Capítulo IV : nuevo escenario del sector hidrocarburos	Título
Villegas Quiroga, Carlos - Autor/a;	Autor(es)
Privatización de la industria petrolera en Bolivia : trayectoria y efectos tributarios	En:
La Paz	Lugar
PLURAL Editores	Editorial/Editor
CIDES-UMSA, Posgrado en Ciencias del Desarrollo	
2004	Fecha
	Colección
Yacimientos petrolíferos; Hidrocarburos; Yacimientos de gas; Industria petrolera; Bolivia;	Temas
Capítulo de Libro	Tipo de documento
http://bibliotecavirtual.clacso.org.ar/Bolivia/cides-umsa/20120903011118/cap4.pdf	URL
Reconocimiento-No comercial-Sin obras derivadas 2.0 Genérica http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.0/deed.es	Licencia

Segui buscando en la Red de Bibliotecas Virtuales de CLACSO
<http://biblioteca.clacso.edu.ar>

Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales (CLACSO)
Conselho Latino-americano de Ciências Sociais (CLACSO)
Latin American Council of Social Sciences (CLACSO)
www.clacso.edu.ar



Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales
Conselho Latino-americano de Ciências Sociais
Latin American Council of Social Sciences





CAPÍTULO IV

Nuevo escenario del sector hidrocarburos

Este capítulo analiza los resultados técnicos de la Capitalización y privatización de la industria petrolera nacional, incide especialmente en los resultados de este proceso en materia de reservas hidrocarburíferas y describe las características de las empresas que actualmente operan en el país.

1. Inversión en exploración y explotación

Desde el inicio de la Capitalización y la implementación de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 proliferaron los contratos de Riesgo Compartido entre YPF y las empresas petroleras extranjeras, para las fases de exploración y explotación.

La nueva Ley de Hidrocarburos permitió que YPF suscriba, hasta diciembre de 2002, 79 contratos de Riesgo Compartido (Cuadro N° 11).



Cuadro N° 11
Contratos de Riesgo Compartido

Total Contratos de Riesgo Compartido:	79
• Exploración y Explotación: Hectáreas: 4.049.426 Km²: 40.294	35 BLOQUES
• Explotación: Hectáreas: 289.087 Km²: 2.891	44 CAMPOS
Total áreas de interés petrolero:	535.000 Km² / 100%
Total Bajo contratos:	43.385 Km² / 8,1%

Fuente: Informe Mensual Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En términos técnicos, la exploración significa la prospección de un terreno y la realización de estudios sísmicos con la finalidad de detectar la existencia de gas natural y líquidos (petróleo y condensados). Desde el punto de vista económico, se trata de una inversión económicamente riesgosa porque se puede o no encontrar reservas. A través de los contratos de Riesgo Compartido, YPFB concede a las empresas extranjeras las denominadas Unidades de Trabajo para la Exploración (UTE). Las UTE son parcelas de terreno concedidas por tiempo determinado y por las que se paga las denominadas Patentes. Las empresas pagan estas Patentes al Estado por el uso del suelo y subsuelo. Se trata de un monto fijo que se cancela según el número de UTE concedidas.

Mediante los contratos de Riesgo Compartido, hasta el año 2002 YPFB certificó 154 Unidades de Trabajo para la Exploración. En todas ellas se realizan actividades de gravimetría, magnetometría, sísmica 2D, sísmica 3D y perforación de pozos exploratorios (Informe Mensual YPFB, 2002, 6). Por la utilización de estas unidades de trabajo las empresas extranjeras, “en aplicación de los artículos 45 al 49 de la Ley de Hidrocarburos N° 1689 del 30 de abril de 1996 y el Reglamento de Pago de Patentes aprobado mediante Decreto Su-

premo 25074 del 17 de junio de 1998 y Decreto Supremo del 5 de noviembre de 1999 y sus modificaciones, YPFB efectuó el pago de patentes por los contratos de Riesgo Compartido suscritos con las compañías petroleras desde 1996 (julio a diciembre) hasta 2002. Las patentes fueron reembolsadas por dichas compañías con destino al Tesoro General de la Nación" (Informe mensual YPFB, 2002, 3). Durante los seis años y medio de vigencia de esta normatividad las empresas extranjeras pagaron al Estado la suma de 45,7 millones de dólares americanos (Cuadro N° 12).

Cuadro N° 12
Patentes
(en Millones de dólares americanos)

1996*	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
1.2	4.1	6.7	8.1	9.2	8.2	8.2	45.7

Fuente: YPFB, Informe Mensual diciembre 2002.

* 6 meses

Desde la vigencia de los contratos de Riesgo Compartido la inversión en exploración y producción en el país aumentó en forma significativa. Entre 1997 y 2002 se invirtieron 2.932,63 millones de dólares (Cuadro N° 13), a un promedio anual de 489 millones de dólares. El resultado obtenido, siempre en el ámbito de la exploración, es el descubrimiento de significativas reservas de gas natural.

Cuadro N° 13
Inversión en Exploración y Explotación
(en Millones de dólares americanos)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	TOTAL
Exploración	130.38	374.56	372.20	256.79	168.99	113.47	1,416.39
Explotación	140.42	230.25	208.55	185.33	237.38	231.31	1233.24
Gasoducto: GASYRG						283.0	283.0
Total	270.80	604.81	580.75	442.12	406.37	627.78	2,932,63

Fuente: YPFB, Informe Mensual diciembre 2002.

Respecto de las reservas –en especial aquellas encontradas en los campos San Alberto y San Antonio, en poder de la brasileña Petrobras–, en el país se desató una amplia polémica en la que uno de los argumentos centrales señala que las reservas de esos dos campos fueron descubiertas por YPFB antes de la Capitalización. Esta afirmación podría ser cierta por la cuestionada y curiosa decisión del gobierno de Sánchez de Lozada de definir y de redefinir el concepto de Hidrocarburos “Existentes” y “Nuevos”, como veremos más adelante.

Los significativos y crecientes montos orientados a la exploración y explotación de hidrocarburos, y el descubrimiento de nuevas reservas de gas natural, podrían justificar aquellos insistentes argumentos de los funcionarios del gobierno de Sánchez de Lozada que señalaban que YPFB no tenía la liquidez suficiente para prospectar nuevos campos. Es importante desmistificar esta afirmación. Para ello, es necesario suponer un escenario en el que el gobierno hubiera diseñado un nuevo sistema tributario en el que se elimine la transferencia obligatoria de los recursos de YPFB al Tesoro General de la Nación. Este hipotético escenario le habría permitido a YPFB destinar los recursos de la mencionada transferencia a la exploración y explotación de hidrocarburos y, de esa manera, la situación de la petrolera estatal habría sido cualitativamente diferente: YPFB contaría, en ese caso, con una suma promedio anual de 413 millones¹ para inversiones en exploración y explotación, sin considerar los futuros contratos que hubiera suscrito con empresas extranjeras.

Por lo señalado, el diseño y la promulgación del nuevo marco jurídico del Sector Hidrocarburos y la generación de condiciones favorables para el ingreso de las empresas extranjeras no tuvieron sustento en los problemas técnicos

1 Entre 1990 y 1996 YPFB destinó, promedio anual, 74 millones de dólares a las actividades de exploración y explotación y entregaba al TGN 339 millones cada año. Si se hubiera dado otro escenario YPFB hubiera tenido capacidad financiera para las actividades señaladas.

y financieros de YPFB. Se trató, fundamentalmente, de una decisión de carácter político asumida por el gobierno de Sánchez de Lozada y cuyo desemboque fue la entrega de la riqueza gasífera a empresas transnacionales.

Jugaron también un papel importante las presiones de los organismos multilaterales y los intereses de las empresas extranjeras. En el marco de la Capitalización, sólo tres empresas tienen la obligación de entregar el 50% de sus ganancias a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) para beneficio de los bolivianos. En cambio, las otras empresas que no participaron de este proceso, y que son la mayoría, no tienen la obligación de entregar sus ganancias a las AFP, son propietarias absolutas de las reservas y de su monetización.

Si se analiza el nivel de inversiones realizadas por las empresas petroleras entre 1997 y 2002, destacan los años 1998 y 1999. A partir del año 2000 dichas inversiones tienden a disminuir al extremo de estimarse que, para el 2003, el monto invertido será de sólo 82 millones de dólares². Las empresas extranjeras justifican esta baja en el nivel de inversión por la menor programación de recursos destinados a la exploración. Este hecho, a su vez, se ha convertido en una fuerte presión política hacia el gobierno para que tome decisiones respecto de los proyectos de diversificación de los mercados de exportación de gas natural, especialmente el referido a la exportación a México y Estados Unidos por parte del Consorcio Pacific LNG.

Las inversiones orientadas a las operaciones de explotación, en cambio, se mantienen relativamente constantes, en el orden de los 230 millones de dólares como promedio anual. Esto se debe, fundamentalmente, a la elevación de los niveles de producción destinados al mercado del Brasil. Pero además, a partir de 2002 se inició la construcción del Gasoducto Yacuiba y Río Grande (GASYRG), una inversión

2 YPFB, Informe Mensual, Diciembre 2002, p. 4.

que asciende a 336 millones de dólares, de los cuales el 2002 se invirtieron 283 y el saldo el 2003³.

Otro dato relevante que merece ser subrayado, a propósito de la inversión en exploración y explotación hidrocarburífera, es el que indica que, actualmente, sólo el 8,1% del territorio nacional de interés petrolero se encuentra bajo contratos de exploración. Esto quiere decir que el restante 92,9% es una inmensa área potencial en la que podrían encontrarse reservas de gas natural y petróleo. Este dato nos señala la urgencia no sólo de remontar el marco jurídico heredado del primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada, sino de diseñar y aprobar una política energética explícita que contemple, entre otros aspectos, acciones planificadas para la prospección del territorio en el cual potencialmente existen reservas hidrocarburíferas.

2. Ley de Hidrocarburos N° 1731: clasificación de hidrocarburos “Nuevos” y “Existentes”

La administración de Sánchez de Lozada, en la Ley de Hidrocarburos 1689 –promulgada el 30 de abril de 1996–, introdujo una nueva clasificación para los campos petroleros. Los clasificó bajo la denominación de campos “Nuevos” y “Existentes”. Se denominaron “Existentes” a las reservas Probadas y Probables en producción, e hidrocarburos “Nuevos” a los reservorios que tienen esa calidad, es decir, a los nuevos descubrimientos. Bajo esta nueva denominación, los campos San Alberto y San Antonio fueron clasificados, inicialmente, como reservas Probables y, en consecuencia, como campos “Existentes”.

3 En el Capítulo V se explica con mayor amplitud, las características técnicas el gasoducto GASYRG.

El 26 de junio de 1996, apenas dos meses después de que se promulgara la Ley N° 1689, el mismo gobierno promulgó la Ley N° 1731 con un sólo propósito: efectuar un cambio sustantivo en la primera ley. Ese cambio consistió en redefinir los campos “Existentes” de manera que sólo quedaran bajo esa denominación, y en esa calidad, las reservas Probadas que están en producción; a su vez, las reservas Probables en producción pasaron a considerarse como hidrocarburos “Nuevos”. Esta decisión afectó principalmente a los mencionados campos San Alberto y San Antonio que, a partir de la Ley N° 1731, fueron considerados como hidrocarburos “Nuevos”.

Este sustancial cambio de clasificación de campos, una decisión eminentemente política, tuvo implicaciones significativas posteriores en el sistema tributario, como se analizará más adelante. Pero además, esta figura de clasificación de reservas en “Nuevas” y “Existentes” es inédita en el caso boliviano y no existe experiencia parecida en otros países petroleros de América Latina y de otras regiones. La intención política fundamental fue, sin duda, satisfacer las exigencias de las empresas petroleras extranjeras y, por tanto, generar criterios de atracción de capitales en base al pago de regalías menores (Cuadro N° 14).

Cuadro N° 14
Clasificación de Campos Petroleros

	Ley de Hidrocarburos 1689 / 30 de abril, 1996	Nueva Ley No.1731 / 26 de junio, 1996
Reservorios en producción		
• Reservas Probadas	EXISTENTES	EXISTENTES
• Reservas Probables	NUEVAS	NUEVAS
Reservorios Nuevos		
• Reservas Probadas	EXISTENTES	NUEVAS
• Reservas Probables	NUEVAS	NUEVAS

Fuente: Elaboración propia.

3. Reservas hidrocarburíferas totales

Desde 1997, el descubrimiento de reservas de gas natural y de petróleo fue bastante significativo. Las reservas certificadas de gas (Probadas y Probables) pasaron de 5,69 a 54,9 trillones de pies cúbicos (TCF) (Cuadro N° 15). Esto quiere decir que, entre 1997 y 2003, esas reservas crecieron 9,6 veces, a un ritmo promedio anual de 55,8%. En el caso del petróleo, las reservas crecieron 4,76 veces: de 200 a 956 Millones de barriles (MMbbl) (Cuadro N° 16).

El crecimiento descrito corresponde a las características de los campos hidrocarburíferos bolivianos. Éstos, como se ha señalado antes, son generalmente “secanos” (campos en los que predomina el gas natural en comparación a los líquidos). La situación actual se torna aún más interesante si se incluye la evolución de las reservas Posibles. Al respecto, organismos internacionales estiman que, en un periodo corto, las reservas Posibles podrían llegar a 100 TCF, una cifra que, sin duda, colocaría al país en un momento inédito en su historia petrolera y en su posicionamiento en el mercado internacional.

Cuadro N° 15
Reservas Nacionales de Gas Natural
(en Trillones de Pies Cúbicos americanos / TCF)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
PROBADAS (P1)	3.75	4.16	5.28	18.31	23.84	27.36	28.7
PROBABLES (P2)	1.94	2.46	3.30	13.90	22.99	24.93	26.2
P1 + P2	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29	54.9
POSIBLES (P3)	4.13	3.17	5.47	17.61	23.18	24.87	24.2
P1 + P2 + P3	9.82	9.79	14.05	49.82	70.01	77.16	79.1

Las reservas probadas y probables son certificadas

Las posibles no son reservas certificadas

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)

(1) Certificación efectuada por DeGolyer & MacNaughton, Energy Press.

Cuadro N° 16
Reservas Nacionales de Petróleo y Condensado
(en Millones de barriles / MMbbl)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003 ⁽¹⁾
PROBADAS (P1)	116.1	141.9	151.9	396.5	440.5	477	486.11
PROBABLES (P2)	84.8	74.8	88.6	295.5	451.5	452.1	470.81
P1 + P2	200.9	216.7	240.5	692.0	892.0	929.1	956.92
POSIBLES (P3)	110.2	43.6	96.5	345.1	469.8	473.9	454.78
P1 + P2 + P3	311.1	260.3	337.0	1,037.1	1,361.8	1403.0	1411.7

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001 y 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

(1) Energy Press, 21al 27 de abril de 2003, p. 12.

4. Reservas Nuevas y Existentes por departamentos

La clasificación de campos estipulada en la Ley N° 1731 permite detectar sus efectos en las reservas de gas natural: sólo el 3,0% corresponde a hidrocarburos Existentes mientras que el 97,0% son Nuevos. Esta es una primera consideración fundamental debido a que la mayoría de las reservas de gas natural están catalogadas como Nuevas (Cuadro N° 17). Como decíamos anteriormente, en esta categoría están incluidas las reservas de San Alberto y San Antonio porque la Ley 1731 define a las reservas Probables como Nuevas.

Como se sabe, Cochabamba, Chuquisaca, Santa Cruz y Tarija son departamentos productores de hidrocarburos. Sin embargo, la importancia de éstos es diferente debido a la presencia de reservas en cada uno de ellos. Respecto al gas natural, y considerando la clasificación mencionada, Chuquisaca y Santa Cruz tienen un peso importante en la categoría de hidrocarburos Existentes, ambos tienen un peso de 94%. En la clasificación de reservas Nuevas, Tarija casi pasa a tener un monopolio absoluto, puesto que en su territorio se encuentra el 90% de las reservas. Considerando las cifras totales, se ratifica la importancia del departamento de Tarija que acumula el 87,5% de las reservas hidrocarburíferas del país.

Este cuadro de situación permite observar el cambio o desplazamiento territorial en materia de hidrocarburos. Hasta antes de la Capitalización, Santa Cruz y Chuquisaca eran los principales departamentos petroleros del país, ahora, con los nuevos descubrimientos y la clasificación realizada, Tarija emerge como el más importante. Este hecho, por supuesto, tiene al menos dos efectos significativos: la inversión en exploración y producción, y el beneficio por la producción de volúmenes importantes de hidrocarburos bajo la forma de regalías, se concentrarán en esta región.

Cuadro N° 17
Distribución de Reservas Existentes y Nuevas por
Departamento Gas Natural
Al 1 de enero de 2002

Departamento	Hidrocarburos Existentes	% del total	Hidrocarburos Nuevos	% del total	Reserva Total de Gas	% del Total
Cochabamba	0.0081	0.5%	1.0144	2.0%	1.0225	2.0%
Chuquisaca	0.4185	26.3%	0.2542	0.5%	0.6727	1.3%
Santa Cruz	1.088	68.3%	3.7699	7.4%	4.8579	9.3%
Tarija	0.0779	4.9%	45.6647	90.1%	45.7425	87.5%
TOTAL (P1+P2)	1.5925	100.0%	50.7031	100.0%	52.2956	100.0%
PORCENTAJE	3.0%		97.0%			

TCF = Trillones de Pies Cúbicos Americanos (1012 Pies Cúbicos).

MMBbl= Millones de Barriles.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

En el caso de las reservas de petróleo y condensado (Cuadro N° 18) ocurre una trayectoria similar a la descrita para el gas natural: Tarija es el principal departamento productor y por ello se beneficiará de las inversiones y de las regalías, como veremos más adelante.

Se debe señalar, además, que los principales descubrimientos de gas natural se localizan dentro de la cuenca Subandina Sur, cubriendo los departamentos de Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba. Los campos más importantes de esta región son: San Alberto y San Antonio, opera-

dos por la brasileña Petrobras; Itaú, operado por la francesa Total Fina Elf; Margarita por la estadounidense Maxus Energy Corporation; y Madrejones y Tacobo por la Argentina Pluspetrol. A excepción de Tacobo, que se encuentra en Santa Cruz, todos los campos se ubican dentro de Tarija.

Cuadro N° 18
Distribución de Reservas Existentes y Nuevas por Departamento
Petróleo y Condensado (en MMBbl)
Al 1 de enero de 2002

Departamento	Hidrocarburos Existentes	% del total	Hidrocarburos Nuevos	% del total	Reserva PET/Cond	% del Total
Cochabamba	3.6334	13.1%	65.3532	7.3%	68.9865	7.4%
Chuquisaca	4.1521	14.9%	3.4443	0.4%	7.5964	0.8%
Santa Cruz	17.9269	64.4%	75.9804	8.4%	93.9074	10.1%
Tarija	2.1044	7.6%	756.5681	83.9%	758.6725	81.7%
TOTAL (P1+P2)	27.8168	100.0%	901.3460	100.0%	929.1628	100.0%
PORCENTAJE	3.0%		97.0%			

Fuente: Idem.

TCF = Trillones de Pies Cúbicos Americanos (1012 Pies Cúbicos).

MMBbl= Millones de Barriles.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

5. Reservas hidrocarburíferas por contratos de Riesgo Compartido

Como mencionamos anteriormente, la Ley de Hidrocarburos 1689 genera la figura jurídica del Contrato de Riesgo Compartido para que YPFB y las empresas petroleras extranjeras establezcan las condiciones de su relación en las diferentes fases de la cadena hidrocarburífera. Como resultado de este marco legal existen tres tipos de contratos de Riesgo Compartido: a) los que se suscribieron con las empresas capitalizadas; b) aquellos suscritos con empresas que operaban en el país antes de la Capitalización y que hoy se llaman empresas “convertidas”; y c) los firmados con compañías que ingresaron al país como resultado de nuevas licitaciones.

A esta diferenciación de los contratos de Riesgo Compartido, Romero y Zaratti (2002, 30) le añaden una relación contratos/campos y señalan que así como YPFB tiene distintos tipos de contrato con los operadores, así también la Ley de Hidrocarburos 1689 divide los campos o reservas del país de la siguiente manera (Cuadro N° 19):

- **Menores / Licitados:** todos los campos pequeños que fueron vendidos o adjudicados antes de la Capitalización, y algunos vendidos después de ese proceso, vía licitación.
- **Capitalizados:** aquellos campos con reservas que entraron dentro del proceso de Capitalización.
- **Convertidos:** campos cuyas reservas se descubrieron después de la Capitalización y que tienen tratamientos particulares dependiendo de los contratos que firmó cada empresa con YPFB.

Cuadro N° 19
Reservas de Gas Natural por Contrato de Riesgo Compartido
(en Trillones de Pies Cúbicos / TCF)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Menores/licitados	0.27	0.32	0.79	1.13	1.07	1.26
Capitalizados	3.70	4.07	4.00	4.90	4.92	4.77
Convertidos	1.71	2.23	3.79	26.18	40.84	46.26
TOTAL	5.69	6.62	8.58	32.21	46.83	52.29

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Bajo este marco jurídico, las reservas de gas natural se distribuyeron en los tres tipos de Contrato de Riesgo Compartido citados inicialmente, pero lo verdaderamente sobresaliente es la relación que surge de esos contratos respecto de la propiedad las reservas: en el año 2002, las empresas “convertidas” –aquellas que se encontraban en el país antes de la Capitalización y que operaban con contratos de Operación (los que establecía la Ley de Hidrocarburos anterior, la N° 1194)– controlan el 88,5% de las reservas de gas natural; las empresas capitalizadas, a su vez, sólo el 9,1%; y las que ingresaron por licitación el 2,4%.

Este mismo comportamiento, por supuesto, se presenta en la relación reservas/propiedad en el caso del petróleo: las empresas petroleras establecidas en el país bajo la figura jurídica de contratos “convertidos” –las que operaban antes de la Capitalización– tienen bajo su poder el 87,0% de las reservas de petróleo (Cuadro N° 20).

Cuadro N°20
Reservas de Petróleo por Contrato de Riesgo Compartido
(en Millones de barriles / Mmbbl)

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Menores/Licitados	3.1	4.6	12.4	16.0	14.1	15.0
Capitalizados	97.9	122.2	108.7	112.1	109.6	102.4
Convertidos	99.9	89.9	119.5	563.9	768.3	811.8
TOTAL	200.9	216.7	240.5	692.0	892.0	929.2

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Esta relación de los tipos de contrato con la propiedad de las reservas es fundamental para tener una idea precisa de los efectos de la Ley N° 1689 en los intereses de Bolivia. Como señalamos anteriormente, las empresas que están bajo esta figura jurídica –la de la Ley de Capitalización– tienen la obligación de compartir los beneficios de sus actividades con los ciudadanos bolivianos porque entregan a las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) el 48% de sus ganancias bajo la denominación de dividendos. El Estado boliviano destinó estos recursos al pago del Bonosol y del Bolivida.

Como se deduce fácilmente, las empresas que operan en el país bajo el respaldo de los contratos “convertidos” o los de licitación, y que poseen el 88,5% de las reservas de gas y el 87% de las reservas de petróleo, no tienen la obligación de entregar parte de sus ganancias a las AFP, sólo entregan al Estado boliviano aquella parte correspondiente a las regalías, tal como veremos más adelante con mayor profundidad. Dicho de otra manera: la gran mayoría de las reservas de gas y petróleo se entregaron a las empresas extranjeras bajo la

modalidad de contratos “convertidos” y, por tanto, la única obligación de estas empresas es el pago de regalías.

Por esta razón, resultan verosímiles aquellas afirmaciones que indican que la empresa brasileña Petrobras prefirió no participar del proceso de Capitalización, primero porque tenía conocimiento de la existencia de importantes reservas en los campos San Alberto y San Antonio, segundo porque a partir de esa información no se vio obligada a compartir sus ganancias con los ciudadanos bolivianos y, tercero, porque esas reservas le permitían asegurar la alimentación de energía para diferentes proyectos, en especial para solventar el planeado cambio de la matriz energética en las principales ciudades del Brasil⁴.

6. Reservas por Empresa, Operador y Campos

6.1 Reservas por Empresa⁵

El nuevo marco jurídico creado por el primer gobierno de Gonzalo Sánchez de Lozada permitió el ingreso de empresas transnacionales y la consolidación de otras que estuvieron antes de la promulgación de dicho marco. Con el objeto de conocer con más detalle la importancia de estas empresas y sus proyecciones futuras, presentamos a continuación, en forma sucinta, las características más relevantes de estas empresas.

1. BG (BRITISH GAS) BOLIVIA

- Empresa petrolera británica, su casa madre es **British Petroleum (BP)**. Inicia sus actividades en Bolivia en

4 Mariaca Enrique.

5 Información extraída de “Energía: Empresas, entidades y organismos de Hidrocarburos y Electricidad”, Energy Press, Bolivia 2002.



1999 con la compra de la empresa petrolera **Tesoro Bolivia Petroleum Company**, y se beneficia con el contrato de venta de gas al Brasil (GSA).

- Opera los campos **La Vertiente** y **Los Suris**; es propietaria de importantes reservas de gas natural.
- En Brasil es propietaria de la empresa **Comgas**, principal distribuidora de gas en San Pablo. En Argentina es propietaria de la empresa distribuidora de gas denominada **Metrogas**.

Proyectos importantes:

- Adquirió, a finales de 1999 la planta **La Vertiente**, construida por la empresa **Tesoro Bolivia**. Con la finalidad de aumentar su actividad de exploración y explotación modernizó y amplió la capacidad de procesamiento de gas de esta planta de 60 a 160 MMpcd (de 1,6992 MMmcd a 2,248 MMmcd).

Exportación de gas al Brasil:

- **BG** ha logrado ingresar al mercado del Brasil. A través del gasoducto Bolivia-Brasil trasladará 2,1MMmcd (74,1594 MMpcd) a favor de la empresa distribuidora **Comgas**. Esta exportación permitirá generar una cadena que se inicia en los campos **La Vertiente** y **Los Suris**, se traslada para su procesamiento a la planta **La Vertiente**, se transporta utilizando el gasoducto Bolivia-Brasil hasta las instalaciones de la distribuidora **Comgas**, quien finalmente vende a consumidores domésticos, comerciales e industriales. Cuando se exporte gas a la Argentina se producirá un fenómeno similar, beneficiando, en este caso, a su subsidiaria **Metrogas**.

Consorcio Pacific LNG:

- **BG** es parte del consorcio que pretende exportar gas natural líquido a mercados de Norteamérica. El con-



sorcio está conformado, además de **BG**, por **Repsol YPFB** y **Pan American Energy**. Se pretende exportar 30 MMmcd a Estados Unidos. **BG** es propietaria del 37,5% de las inversiones del consorcio.

- La exportación de gas al Brasil y el Consorcio Pacific LNG son nuevos mercados para **BG**. Con estos proyectos la empresa británica conectará todos los eslabones de la cadena hidrocarburífera, desde boca de pozo hasta la hornilla doméstica, generadores eléctricos y otras industrias. La principal orientación de la empresa es participar en mercados emergentes de Brasil y Argentina, y en el proyecto Pacific LNG.

Posición mundial:

- **BG** ocupa el séptimo lugar entre las principales 50 empresas petroleras del planeta.

2. CHACO S.A.

Inicio de Actividades

- Constituida por la empresa holandesa **Amoco Netherlands Petroleum Company** y posteriormente adquirida por **BP (British Petroleum)**. Inicia sus actividades en Bolivia en 1990.
- Participa en el proceso de Capitalización. Entre 1997 y 2001 invierte 441 millones de dólares de los cuales 306,7 corresponden al compromiso de la Capitalización. Participa en los campos **Bulo Bulo** y **Carrasco**.
- Es el mayor productor de **GLP** y gas natural para el mercado interno.

Posición mundial:

- La empresa petrolera **BP** ocupa el séptimo lugar entre las 50 empresas petroleras más importantes a escala mundial.



3. PLUSPETROL

Inicio de actividades:

- Empresa argentina fundada en 1976. En Bolivia inicia actividades en 1990.

Actividades actuales:

- Esta empresa tiene presencia en Bolivia, Argentina, Perú, Colombia, Houston (USA), Argelia, Túnez y Venezuela.
- Conjuntamente con **Hunt Oil**, **South Korea Corporation (SK)** y **Tecpetrol**, explota gas y petróleo en el yacimiento Camisea en Perú. También es integrante del consorcio para el transporte y distribución de gas en el mencionado país.
- Es propietaria de la **Central Térmica Ave Fénix** ubicada en la provincia de Tucumán, en la Argentina.
- Accionista mayoritario y operador de **Pluspetrol Energy** y dueña del 60% del Yacimiento de Ramos que exporta gas a Antofagasta, Chile, a través del gasoducto **Gas Atacama**.

Proyectos importantes:

- Declaró campos comerciales el de **Madrejones**, **Tajibos** y **Tacobo** en el departamento de Tarija.
- Construyó un gasoducto de 12 pulgadas y de 9 Km. de extensión desde Tarija hasta la frontera con Argentina.
- Conformó una cadena de gas natural, desde el campo **Madrejones** hasta la Central Térmica Ave Fénix.

4. TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE (TOTAL EPB)

Inicio de actividades:

- Subsidiaria de la empresa francesa **Total Fina Elf**. Esta es, a su vez, resultado de la fusión de las compa-



ñías internacionales **Total** y **Fina** en 1998 y, posteriormente fusionadas ambas con **ELF** en 1999.

Actividades actuales:

- Opera en el campo **Itaú**.
- Es socia de **Petrobrás** y **Andina** en los campos San Alberto y San Antonio.
- Exploración y producción en Argentina, Brasil, Perú y Venezuela.
- En actividades de transporte: **Gas Andes**: Argentina-Chile; **GasInvest**: Argentina; **Transportadora de gas del Mercosur** (TGM); y gasoducto Bolivia-Brasil (TBG)

Proyectos importantes:

- Exportación de gas natural al Brasil como socio en **San Alberto** y **San Antonio**.
- Participa en la construcción del gasoducto **GASYRG** (Yacuiba-Río Grande), el segundo gasoducto de exportación de gas natural a Brasil.
- Participación en la Planta de Compresión de **Río Grande**.

Posición mundial:

- Ocupa el octavo lugar entre las principales 50 empresas del planeta.

5. PETROBRAS BOLIVIA S.A.

Inicio de actividades:

- Los trabajos en los campos **San Antonio** y **San Alberto** se iniciaron junto a YPFB y **Total Fina Elf** en 1992. Petrobras vendió a esta última empresa parte de su participación en los dos campos. Posteriormente, en 1996, YPFB fue capitalizada por la empresa Andina que pasó a detentar el 50% de las acciones de la nueva sociedad.



- El 6 de agosto de 1996, YPF y Petrobras firmaron un contrato para el financiamiento y construcción del **gasoducto Bolivia-Brasil** en el tramo boliviano. Petrobras otorgó a YPF un préstamo de 280 millones de dólares y pagó 81 millones por la compra anticipada de 6 MMm³/día de gas natural durante 40 años.

Actividades actuales:

- Operación del **gasoducto Bolivia-Brasil** que tiene una extensión de 3.150 Km. (en el lado boliviano son 557 Km.). El gasoducto está en funcionamiento y deberá transportar 30,08 MM m³/día.
- **Petrobras** opera los campos **San Antonio** y **San Alberto** y tiene reservas de gas en Bolivia, Brasil y Argentina.
- Exploración y producción de petróleo y gas natural en Colombia, Bolivia, Argentina y Trinidad y Tobago.
- Transporte: **Gasbol** conecta las reservas de gas de Bolivia con el mercado de San Pablo.
- Petrobras tiene presencia en 16 compañías distribuidoras de gas natural.

Proyectos importantes:

- **Petrobras Bolivia S.A., Andina S.A., y Total Fina Elf** constituyeron, en noviembre de 2000, la empresa **Transierra** para actuar como transportadora de gas natural provenientes de los campos San Alberto y San Antonio.
- Es la encargada de la construcción del gasoducto Yacuiba-Río Grande (**GASYRG**). El tendido del gasoducto tendrá una longitud de 431 Km. de tubería y su construcción demandará una inversión de 400 millones de dólares; el tiempo de construcción es de un año.
- Construcción de la planta termoeléctrica en Puerto Suárez junto a **Corani S.A.,** grupo Monteiro Aranha y





la Cooperativa Rural de Electrificación; monto de la inversión: 60 millones de dólares.

- Instalación de la **Unidad Termoeléctrica San Marcos**, que estará ubicada en la zona franca ZOFRAMAC, en Puerto Suárez para exportar electricidad al mercado brasileño.

Posición mundial:

- Doceavo lugar entre las 50 principales empresas a escala mundial.

6. PECOM ENERGÍA S.A.

Inicio de actividades:

- Empresa argentina. Es una sociedad del **holding Perez Companc**, fundada en la década del 60. Inicia actividades en Bolivia en 1989, mediante un Contrato de Operación con YPFB.

Actividad actual:

- Opera los campos **Colpa** y **Caranda**

7. REPSOL YPF

Inicio de actividades:

- Es la principal empresa petrolera española. Inicia sus operaciones en Bolivia afiliándose o definiendo como sus subsidiarias a **Andina S.A.**, **Maxus Bolivia** y **Repsol Gas**. Así consolidó una participación en los megacampos **San Alberto** y **San Antonio**.

Actividades actuales:

- Tiene un poco más del 50% de participación en la empresa petrolera Andina.
- Participa en los bloques **San Antonio** y **San Alberto** conjuntamente con **Petrobras Bolivia** y **Total Bolivia**. Es la empresa que tiene las mayores reservas de gas





natural. De acuerdo a la certificación de DeGolyer & McNaughton Repsol cuenta con 11,5 TCF de gas natural y 262 MMB de petróleo.

- Participa en la exportación de gas natural a Brasil. En los próximos 20 años contribuirá con el 70% del gas exportado a ese país.
- Exploración y producción en Argentina, Ecuador, Venezuela y Trinidad Tobago.
- Principal productor de gas natural en la Argentina.
- Estrategia integrada de gas y electricidad en Argentina, Colombia, Brasil y Trinidad Tobago.

Proyectos importantes:

- Aporta con el 25% de la cuota de exportación a Brasil
- Importante participación en el mercado interno.
- Operador del campo **Margarita** y líder del Consorcio **Pacific LNG**.

Posición mundial:

- Décimo sexto lugar entre las 50 principales a escala mundial.

8. SHELL

Actividades actuales:

- Inversiones en gasoductos en Bolivia, Brasil y México.
- Inversiones en exploración y producción en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

9. TRANSREDES (EMPRESA TRANSPORTADORA DE HIDROCARBUROS DE BOLIVIA)

Inicio de actividades:

- Constituida en 1997 para el transporte de gas de exportación al Brasil y para el transporte interno de gas natural, crudo, diesel oil, GLP y gasolina natural.



Actividades actuales:

- El 34% de las cuotas de capital de **Transredes** le pertenecen a los bolivianos y son administradas por las AFP; el 16% de esas cuotas le pertenecen a los ex trabajadores de YPFB; la restante accionaria del 50% se divide entre la **Shell** (25%) y **Enron** (25%).
- Participa con el 12% de las cuotas de capital en la empresa propietaria del gasoducto Bolivia-Brasil, en el lado brasileño, y con el 51% en el lado boliviano. Administra la Terminal marítima de YPFB en Arica, Chile.

Como se observa, es incuestionable que las nuevas condiciones legales imperantes en el sector hidrocarburífero boliviano permitieron el establecimiento de empresas transnacionales que tienen relevancia en el contexto internacional. Este hecho, al mismo tiempo, se expresa como un desafío al Estado nacional desde el punto de vista de la exigencia que tiene para desarrollar sus capacidades de negociación. Los cuadros y gráficos que acompañan este acápite (Cuadros 21 y 22; Gráficos 3 y 4) resumen la presencia de estas empresas en Bolivia y la cantidad de reservas de gas natural y petróleo que poseen.

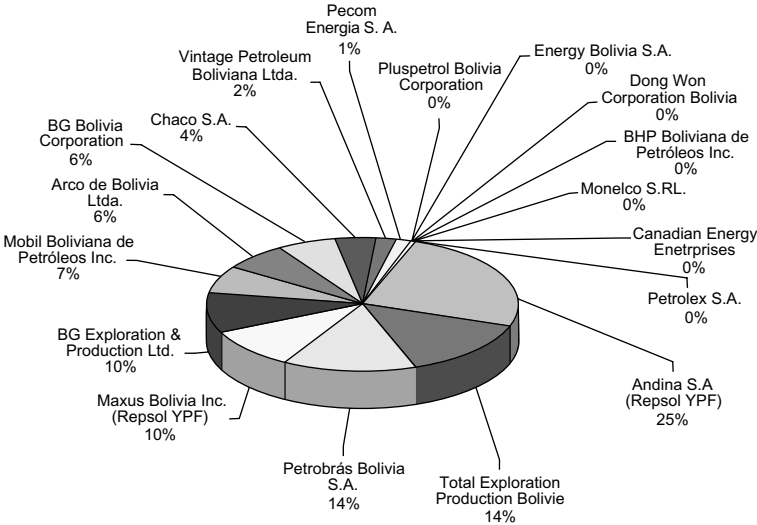
Cuadro N° 21
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Compañía
Gas Natural (TCF)
Al 1 de enero de 2002

Compañía	Reserva total de Gas	% del Total
Andina S.A (Repsol YPF)	12.9808	24.8%
Total Exploration Production Bolivie	7.3474	14.0%
Petrobrás Bolivia S.A.	7.2087	13.8%
Maxus Bolivia Inc. (Repsol YPF)	5.1137	9.8%
BG Exploration & Production Ltd.	5.0326	9.6%
Mobil Boliviana de Petróleos Inc.	3.5335	6.8%
Arco de Bolivia Ltda.	3.3551	6.4%
BG Bolivia Corporation	3.3101	6.3%

Compañía	Reserva total de Gas	% del Total
Chaco S.A.	2.1709	4.2%
Vintage Petroleum Boliviana Ltd.	1.0115	1.9%
Pecom Eergía S.A.	0.7632	1.5%
Pluspetrol Bolivia Corporation	0.1638	0.3%
Panamerican Energy Bolivia S.A.	0.1525	0.3%
BHP Boliviana de Petróleos Inc.	0.0691	0.1%
Dong Won Corporation Bolivia	0.0449	0.1%
Petrolex S.A.	0.0275	0.1%
Canadian Energy Enetrprises	0.0052	0.0%
Monelco S.R.L.	0.0052	0.0%
TOTAL (P1+P2)	522,956	100.0%

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Gráfico N° 3
Distribución de Reservas Probadas y Probables por
Compañía Gas Natural
(en Porcentajes)



Cuadro N° 22
Distribución de reservas Probadas y Probables por Compañía
Petróleo y Condensado (en MMBbl)
Al 1 de enero de 2002

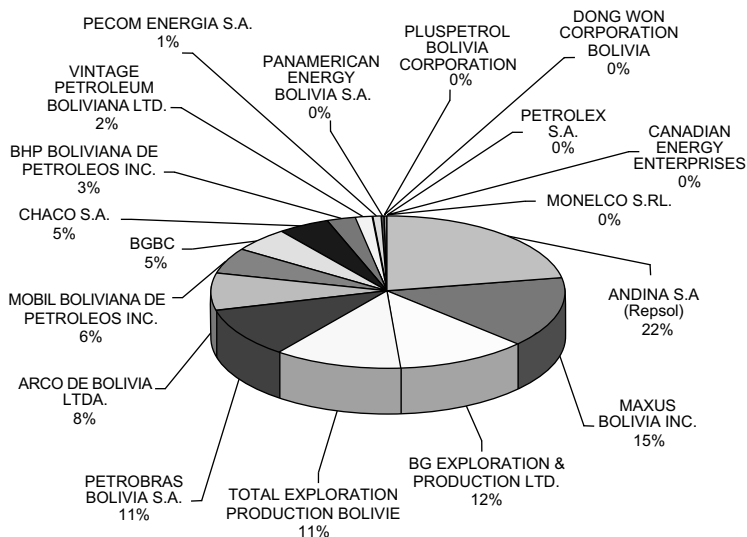
Compañía	Reserva Total de Pet/Cond.	% del total
ANDINA S.A (Repsol)	203.2173	21.90%
MAXUS BOLIVIA INC.	137.4857	14.80%
BG EXPLORATION & PRODUCTION LTD.	113.7887	12.20%
TOTAL EXPLORATION PRODUCTION BOLIVIE	104.7944	11.30%
PETROBRAS BOLIVIA S.A.	98.8547	10.60%
ARCO DE BOLIVIA LTDA.	75.8591	8.20%
MOBIL BOLIVIANA DE PETROLEOS INC.	51.8688	5.60%
BGBC	48.8314	5.30%
CHACO S.A.	41.8836	4.50%
BHP BOLIVIANA DE PETROLEOS INC.	23.245	2.50%
VINTAGE PETROLEUM BOLIVIANA LTD.	15.9406	1.70%
PECOM ENERGIA S.A.	8.0009	0.90%
PANAMERICAN ENERGY BOLIVIA S.A.	1.7635	0.20%
PLUSPETROL BOLIVIA CORPORATION	1.531	0.20%
DONG WON CORPORATION BOLIVIA	0.8653	0.10%
PETROLEX S.A.	0.6144	0.10%
CANADIAN ENERGY ENTERPRISES	0.5604	0.10%
MONELCO S.R.L.	0.0583	0.00%
TOTAL (P1+P2)	929.1628	100.0%

MMBbl= Millones de Barriles

* Incluye a las compañías titulares que tienen un porcentaje en cada Contrato de Riesgo Compartido.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Gráfico N° 4
Distribución de reservas Probadas y Probables por Compañía
Petróleo y Condensado (en MMbbl)
(en Porcentajes)



Un primer dato que surge de la lectura detallada de los cuadros presentados (Cuadros 21 y 22), tanto de las reservas de gas natural como de petróleo y condensado, nos indica que hasta diciembre de 2002 son 18 las compañías extranjeras que operan en el país. De todas ellas, destaca la presencia significativa de la española Repsol YPF que opera en Bolivia a través de la capitalizada Andina S.A. y Maxus Bolivia Inc., sus principales subsidiarias.

Respecto de las reservas de gas natural, si bien las 18 empresas mencionadas se distribuyen la propiedad, lo que resalta es que sólo cinco de ellas poseen el 72% de esas reservas. Esas cinco empresa son: Andina S.A. (24,8%); Total Exploration Production Bolivie (14,0%); Petrobrás Bolivia S.A. (13,8%); Maxus Bolivia Inc, (9,8%) y BG Exploration y Production Ltda. (9,6%).

Pero si además se toma en cuenta, como ya se ha mencionado, que tanto Andina S.A. como Maxus Bolivia Inc. son empresas subsidiarias de la española Repsol YPF, encontramos que de las cinco principales empresas con mayores reservas de gas en el país, una de ellas –Repsol YPF, precisamente– controla el 34,6% de esas reservas.

Otro dato relevante: de las cinco empresas mencionadas sólo una, Andina S.A. –la que controla Repsol YPF y tiene las mayores reservas de gas–, ha sido parte del proceso de Capitalización, lo que quiere decir que es la única empresa que tiene la obligación de entregar el 50% de sus ganancias a las AFP. Las otras cuatro empresas no tienen ese compromiso porque operan en base a lo establecido en la Ley de Hidrocarburos 1689 con la única obligación de cancelar los impuestos establecidos por las normas legales vigentes.

Finalmente, la información recogida en los cuadros y gráficos señalados indican el alto grado de concentración tanto del gas natural como el petróleo y condensado en pocas empresas.

6.2 Reservas por Operador

“Operador” es la nominación de una empresa por parte de otras para su representación ante YPFB, tanto para la suscripción y seguimiento del Contrato de Riesgo Compartido como para fines fiscales, en especial para cancelar los impuestos establecidos por ley. Por lo tanto, cuando se hace mención al Operador, se quiere decir que tras de este Operador figuran otras empresas, todas ellas relacionadas en proyectos conjuntos ya sea de producción o de exportación de hidrocarburos en campos específicos.

En el caso de las reservas Probadas y Probables de gas natural, esta vez clasificadas por Operador (Cuadro N° 23 y Gráfico N° 5), el grado de concentración de la propiedad de esas reservas es aún mayor: tres operadores –Petrobras

(39,3%), Maxus (26,0%) y Total Exploration (19,9%)– concentran el 85,2% de las reservas.

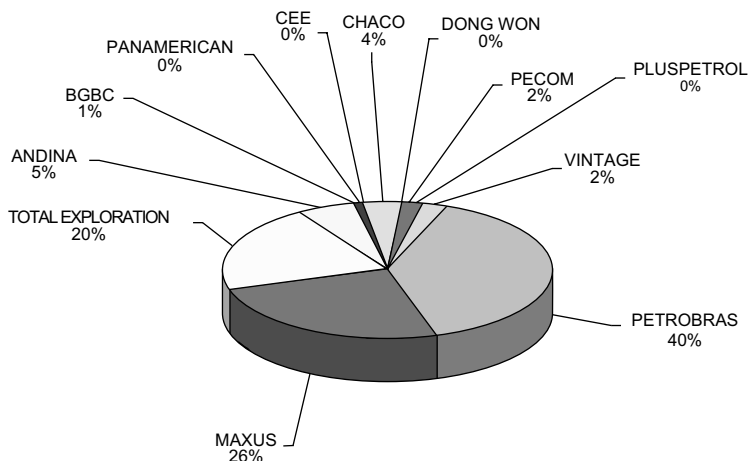
La significación de estos altos grados de concentración de reservas de gas natural no sólo debe ser analizada desde el punto de vista de la propiedad de esos recursos, sino también desde la perspectiva de la capacidad de presión y negociación de las empresas y operadores frente al gobierno y las instituciones estatales que ese grado de concentración genera. A ello debe añadirse el hecho de que las empresas establecidas en el país tienen un importante peso en el contexto petrolero internacional, aspecto que, sin duda, incrementa la capacidad de negociación y de presión de esas empresas.

Cuadro N° 23
Distribución de Reservas Probadas y Probables
por Operador Gas Natural
Al 1 de enero de 2002
(en TCF)

OPERADOR	EXISTENTES	% del Total	NUEVOS	% del Total	TOTAL RESERVA	% del Total
PETROBRAS	**	0.0	20.5763	40.6	20.5763	39.3%
MAXUS	0.0074	0.5	13.5876	26.8	13.5951	26.0%
TOTAL EXPLORATION	**	0.0	10.3925	20.5	10.3925	19.9%
ANDINA	0.9772	61.4	1.7084	3.4	2.6856	5.1%
BGBC	0.0766	4.8	0.6353	1.3	0.7119	1.4%
PANAMERICAN	**	0.0	0.1694	0.3	0.1694	0.3%
CEE	**	0.0	0.0105	0	0.0105	0.0%
CHACO	0.4180	26.2	1.6655	3.3	2.0836	4.0%
DONG WON	**	0.0	0.0449	0.1	0.0449	0.1%
PECOM	0.1108	7.0	0.6525	1.3	0.7632	1.5%
PLUSPETROL	0.0012	0.1	0.1626	0.3	0.1638	0.3%
VINTAGE	0.0012	0.1	1.0976	2.2	1.0988	2.1%
TOTAL (P1+P2)	1.5925	100.0	50.70	100.0	52.2956	100.0%
	3.05		96.95		100.00	

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB).

Gráfico N° 5
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Operador
Gas Natural
(en Porcentajes)



En el caso de las reservas de petróleo y condensado (Cuadro N° 24 y Gráfico N° 6), se repite la misma situación de concentración que en el caso del gas natural: tres operadores –Maxus (37,8%), Petrobras (30,3%) y Total Exploration (16,4%)– controlan el 84,5% de las reservas.

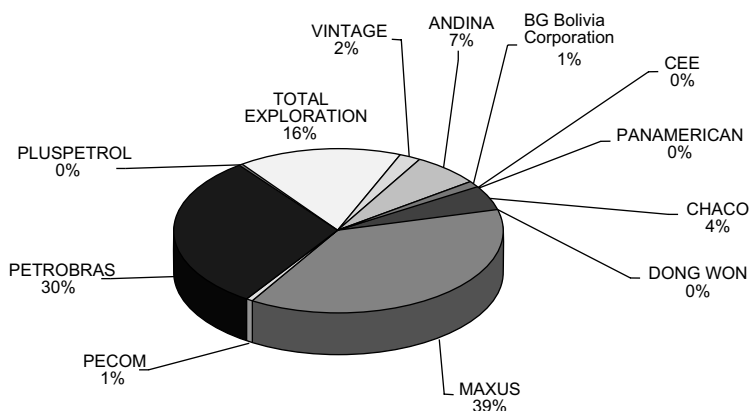
Cuadro N° 24
Distribución de Reservas Probadas y Probables por Operador
Petróleo y Condensado
Al 1 de enero de 2002
(en MMbbl)

OPERADOR	EXISTENTES	% del Total	NUEVOS	% del Total	RESERVA TOTAL	% del Total
ANDINA	16.6372	59.8	45.4786	5.0	62.1158	6.7%
BG Bolivia Corporation	1.3765	4.9	9.3161	1.0	10.6926	1.2%
PANAMERICAN	**	0.0	1.9594	0.2	1.9594	0.2%
CEE	**	0.0	0.6187	0.1	0.6187	0.1%
CHACO	4.1501	14.9	36.1534	4.0	40.3035	4.3%
DONG WON	**	0.0	0.8653	0.1	0.8653	0.1%

OPERADOR	EXISTENTES	% del Total	NUEVOS	% del Total	RESERVA TOTAL	% del Total
MAXUS 3.6245	13.0	347.7303	38.6	351.3548	37.8%	
PECOM 1.2897	4.6	6.7112	0.7	8.0009	0.9%	
PETROBRAS	**	0.0	281.645	31.2	281.645	30.3%
PLUSPETROL	0.7279	2.6	0.8032	0.1	1.531	0.2%
TOTAL EXPLORATION	**	0.0	152.5552	16.9	152.5552	16.4%
VINTAGE 0.0109	0.0	17.5098	1.9	17.5207	1.9%	
TOTAL (P1+P2)	27.8168	100.0	901.3460	100.0	929.1628	100.0%
	2.99		97.01		100.00	

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2002. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)..

Gráfico N° 6
Distribución de Reservas Probadasy Probables por Operador
Petróleo y Condensado
(en Porcentajes)



Existe otra manera de enfocar el tema de la concentración de las reservas de gas natural y petróleo que vale la pena referir, aunque sea brevemente. Hasta ahora, hemos analizado dicha concentración en términos exclusivamente porcentuales, si lo hacemos a partir de las unidades de medida de las reservas (Trillones de Pies Cúbicos [TCF] en el caso del gas [Cuadro 23], y Millones de Barriles [MMbbl]

en el caso del petróleo y condensado[Cuadro 24]) obtenemos los siguientes resultados: a) en el caso del gas, tres operadores y sus socios –Petrobras (20,57 TCF), Maxus (13,59 TCF) y Total (10,39 TCF)– controlan, como se ha señalado, el 85,2% de las reservas, es decir, 44,56 TCF de un total de 52,29 TCF; b) en el caso del petróleo, otra vez son sólo tres operadores y sus socios –Maxus (351,35 MMbbl), Petrobras (281,64 MMbbl) y Total (152.55 MMbbl)– quienes controlan el 84,5% de las reservas, es decir, 785,555 MMbbl.

Como se puede observar, tres operadores –Petrobras, Maxus y Total– controlan más del 80% de las reservas del país tanto de gas como de petróleo (en ambos casos, Total ocupa el tercer lugar; Petrobras posee las mayores reservas de gas, y Maxus las de petróleo).

Finalmente, para cerrar el análisis de reservas por Operador, los datos presentados ratifican lo señalado en el capítulo referido al proceso de Capitalización: las reservas clasificadas como “Existentes” tienen un peso reducido respecto de las reservas clasificadas como “Nuevas” (Cuadros 23 y 24). En esa misma línea de análisis, se ratifica también el hecho de que aquellos operadores que decidieron no participar en el proceso de Capitalización son los que concentran, en mayor medida, las reservas de gas y petróleo. En cambio, las empresas Andina y Chaco, que sí formaron parte de la Capitalización, sólo controlan el 9,10% de las reservas de gas, y el 11,0% de las reservas de petróleo. Por supuesto, esta situación tiene connotaciones particulares respecto de las obligaciones tributarias con el Estado boliviano.

6.3 Reservas por Campos

Los campos hidrocarburíferos más relevantes en los cuales se encuentra la mayor cantidad de reservas de gas natural y de líquidos (petróleo y condensado) son: San

Alberto y San Antonio, Itaú, Margarita y Madrejones. En estos campos realizan actividades de exploración y de explotación (producción) un conjunto de empresas quienes, como señalábamos anteriormente, designan a una de ellas como Operador.

En los cuatro campos que se señalan, los operadores son: Petrobras (San Alberto y San Antonio), Total EBP (Itaú), Maxus (Margarita) y Pluspetrol (Madrejones) (Cuadro N° 25). Junto a éstos, participan otras empresas (socios) que tienen diferente grado de significación según el peso relativo en la composición de las reservas.

Así, en los campos San Alberto y San Antonio tienen presencia tres empresas (Petrobras, Total y Andina). La presencia de una de ellas, Andina, se debe al proceso de Capitalización, y las otras dos a la Ley de Hidrocarburos 1689. Estos campos están fundamentalmente asociados al mercado del Brasil.

En los campos Itaú y Margarita todas las empresas que tienen presencia responden a la Ley de Hidrocarburos 1689 y están al margen del proceso de Capitalización.

Como se observa en el Cuadro 25, las empresas Petrobras, Total y Andina participan en dos campos de importancia (San Alberto y San Antonio). Es el mismo caso de BG (en los campos Itaú y Margarita). Por supuesto, este hecho les asigna bastante relevancia en el sector hidrocarburífero nacional. El campo Margarita, además, permitió la conformación de un consorcio de empresas, Pacific LNG, cuyo proyecto principal es la exportación de gas natural a México y Estados Unidos. Se estima que el campo Itaú también se asociaría a este proyecto.

En el campo Madrejones participa la empresa Argentina Pluspetrol, cuya finalidad es la de alimentar el mercado de ese país limítrofe.

Cuadro N° 25
Campos, Operador y Socios

CAMPOS, OPERADOR Y SOCIOS	TCF	%	POSICION⁽²⁾	NACIONALIDAD
1) SAN ALBERTO Y SAN ANTONIO	20.57	100		
Petrobrás Bolivia S.A. ⁽¹⁾		35	12	Brasil
Total EBP		15	8	Francia
Andina S.A. (Repsol YPF)		50	16	España
2) ITAU	10.39	100		
Total EBP ⁽¹⁾		41	8	Francia
Exxon-Mobil B de P		34		EEUU
BG (ex Tesoro Bol.)		25	7	Gran Bretaña
3) MARGARITA	13.59	100		
Maxus Bolivia (Repsol YPF)(1)		37.5	16	España
BG		37.5	7	Gran Bretaña
Unión Texas de Bolivia		25		EEUU
4) MADREJONES	0.16	100		
Pluspetrol		100		Argentina
5) OTROS				
Andina S.A. (Repsol YPF)	2.68		16	España
Chaco S.A. (BP)	2.08		7	Gran Bretaña
Otros con menos de 2 TCF	2.83			
TOTAL	52.3			

(1) Operador.

(2) Posición en el mercado internacional.

Fuente: Elaboración propia con base en YPFB y Energy Press.

7. Producción de hidrocarburos

La producción de gas natural entre 1990 y 1996, antes de las reformas en el sector, y entre 1997 y 2000, después de dichas reformas, mantuvo cierta estabilidad porque la demanda interna y externa no sufrieron alteraciones significativas. A partir de 2001, en especial el 2002, la producción aumentó en forma notable. La razón principal de este notorio incremento es el inicio de la exportación de gas natural a Brasil, aun cuando, hasta la fecha, no absorbe las cantidades comprometidas. Este mismo comportamiento se reproduce en el caso de la producción de petróleo y condensado (Cuadro N° 26).

Cuadro N° 26
Producción Nacional de Petróleo y Gas Natural
Entre 1997 y 2002

	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Petróleo/condensado ⁽¹⁾	32,711	692.25	32.46	31,415	35,794	36,289
Gas natural ⁽²⁾	515.8	519.5	484.1	550.24	692.25	861.75

(1) BPD Promedio barriles por día.

(2) MMPCD Promedio millones de pies cúbicos día.

Fuente: Informe mensual, Diciembre 2001, 2002. YPFB.

El hecho significativo que resalta en la trayectoria de la producción de gas natural y de petróleo es que hasta 1996, momento de la aprobación y aplicación de las reformas sectoriales, la producción proviene en un 100% de los campos “Existentes”; a partir de 1997 surge la producción de los campos “Nuevos” (Cuadro N° 27).

Comparando el comportamiento de la producción en ambos campos, se observa que la de los “Existentes” tiende a disminuir, mientras que en la de los “Nuevos” tiende a aumentar (Cuadro N° 27). Como mencionamos anteriormente, éste es resultado del nuevo marco jurídico vigente en el país. Otra connotación, como veremos más adelante, está vinculada a la nueva estructura de las regalías que deben pagar las empresas extranjeras al Estado boliviano.

Cuadro N° 27
Producción de Petróleo y Condensado y de Gas Natural
Entre 1990 y 2001
 (según tipo de campos)

	Petróleo /Condensado			Gas Natural		
	Barriles	Nuevos	Existentes	Mm³	Nuevos	Existentes
1990	8,506,788		100%	5,275,357		100%
1991	9,114,599		100%	5,432,256		100%
1992	8,897,433		100%	5,521,997		100%
1993	9,259,689		100%	5,593,367		100%
1994	10,553,845		100%	5,917,540		100%
1995	11,587,958		100%	5,346,486		100%

	Petróleo / Condensado			Gas Natural		
	Barriles	Nuevos	Existentes	Mm ³	Nuevos	Existentes
1996	11,872,598		100%	5,278,161		100%
1997	11,908,125	33%	67%	5,271,193	13%	87%
1998	13,796,805	48%	52%	5,295,658	21%	79%
1999	11,847,900	60%	40%	4,934,799	33%	67%
2000	11,466,475	57%	43%	5,609,015	44%	56%
2001	11,565,567	58%	42%	5,265,125	56%	44%

Fuente: Ministerio de Finanzas.

Si se evalúa el comportamiento de las reservas descubiertas, la producción todavía no tiene una dinámica similar a la de los años 2001 y 2002 porque los proyectos de venta de gas natural al mercado externo recién se han iniciado. Es el caso de la venta de gas a Brasil y de la probable exportación de gas a México y Estados Unidos (Cuadro N° 28). A partir de 2006 ó poco más adelante, y especialmente si lleva a cabo el último proyecto mencionado, la producción de gas natural y de petróleo aumentará y provendrá exclusivamente de los campos denominados “Nuevos”, lo que quiere decir los hidrocarburos “Existentes” desaparecerán.

Cuadro N° 28
Proyección de Producción de Gas Natural y Petróleo
Entre 2003 y 2029
 (proyección según tipo de campos)

Año	Petróleo / condensado			Mm ³	Gas Natural	
	Barriles	Nuevos %	Existentes %		Nuevos %	Existentes
2003	17,221,717	75	25	14,249,965	71	29
2004	23,034,817	82	18	22,225,580	82	18
2005	33,318,679	90	10	38,558,965	91	9
2006	32,591,660	92	8	39,892,675	91	9
2007	31,204,310	92	8	40,133,940	91	9
2008	32,006,877	93	7	44,027,395	92	8
2009	33,337,556	94	6	49,565,540	93	7
2010	32,166,796	94	6	49,631,605	94	6
2011	30,995,114	95	5	49,700,225	94	6



Año	Petróleo / condesado		Existentes %	Mm³	Gas Natural	
	Barriles	Nuevos %			Nuevos %	Existentes
2012	29,822,426	95	5	49,771,400	94	6
2013	28,648,641	96	4	49,845,495	94	6
2014	27,473,662	97	3	49,922,875	94	6
2015	26,297,388	97	3	50,003,175	94	6
2016	25,252,476	98	2	50,086,395	94	6
2017	24,206,044	98	2	50,173,265	94	6
2018	23,157,971	98	2	50,263,420	94	6
2019	22,190,407	98	2	50,357,225	94	6

Fuente: Ministerio de Finanzas.

8. Privatización del *Downstream*

El gobierno de Hugo Banzer Suárez (1997-2002) decidió privatizar las actividades del *Downstream* (refinación, comercialización y almacenaje) y, por lo tanto, desintegrar definitivamente la cadena del sector hidrocarburos controlada por YPF. Para tal efecto, recurrió a la ley de Privatización N° 1330, promulgada en el gobierno de Jaime Paz Zamora (1989-1993), la cual establece que la empresa pública licitada se traspasará a la mejor oferta monetaria efectuada por la empresa privada, y que estos recursos deberán destinarse a la región o departamento en el cual esté establecida la empresa privatizada, para que las autoridades correspondientes destinen estos fondos a proyectos que benefician a la población del Departamento en cuestión.

8.1 Refinación y Distribución

En noviembre de 1999, Petrobras –en asociación con la empresa argentina Pérez Companc International– se adjudicó, por un valor de 102 millones de dólares las refinerías “Gualberto Villarroel” del Departamento de Cochabamba y “Guillermo Elder Bell” de Santa Cruz. La capacidad instalada de refinación de ambas plantas totaliza 47.250 barri-



les/día. Para administrar las refinerías se conformó la Empresa Boliviana de Refinación (EBR), con la citada participación de Petrobras (70%) y de Pérez Companc (30%).

Además de operar ambas plantas, la EBR suministra carburantes a todo el país. EBR se adjudicó también los servicios de distribución mayorista de carburantes. Para tal efecto, las dos empresas mencionadas conformaron la Empresa Boliviana de Distribución (EBD). En noviembre de 2001, la EBD lanzó la primera estación de servicio con la marca EBR y, en diciembre, el primer surtidor con la marca Petrobras. Se tiene previsto implementar 70 surtidores con la marca EBR y otros 10 con la marca Petrobras.

8.2 Almacenaje

La Compañía Logística de Hidrocarburos Bolivia (CLHB), empresa holandesa del Consorcio Oil Tankin, se adjudicó la privatización de la Unidad de Poliductos y Almacenaje de YPFB por un valor de 15 millones de dólares. Esta empresa transporta y almacena derivados de petróleo para el mercado interno y, a su vez, vende a los mayoristas calificados y éstos a los minoristas. Las actividades de esta empresa no están bajo regulación alguna.

Como señalaba la Ley de Privatización de Paz Zamora, los recursos de la privatización de todas estas empresas deberían haberse destinado a los departamentos en los que se encuentran, sin embargo, no existe información ni constatación alguna de que esos recursos hayan beneficiado a la población de esos departamentos. Parece ser que se utilizaron para cubrir los gastos corrientes del Presupuesto General de la Nación durante el gobierno de Banzer.